

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрооборудования ПС 110 кВ «Чердаклы»

Студент

А.А. Борисов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

АННОТАЦИЯ

Темой бакалаврской работы является реконструкция подстанции 110/10 кВ «Чердаклы». Подстанция располагается в Ульяновской области в районном поселке Чердаклы.

В ходе выпускной квалификационной работы использовалось широкое применение теоретических знаний. Был произведен анализ современного высоковольтного электрооборудования. В результате, чего было выбрано оборудование отвечающие всем требованиям. На основании исходных данных, то есть годовых графиков нагрузки, был выполнен расчет электрической нагрузки подстанции Чердаклы 110/10 кВ. В данной работе мы выбрали силовые трансформаторы, рассчитали токи коротких замыканий, рассчитали релейную защиту, были выбрано и проверено электрооборудование подстанции, также был выбран трансформатор собственных нужд и рассчитаны экономические показатели выбранной схемы электроснабжения.

Пояснительная записка квалификационной работы выполнена на листах формата А4. Пояснительная записка данной работы состоит из: 57 страниц; 6 рисунков; 19 таблиц .

Графическая часть квалификационной работы представлена на шести листах формата А1.

ABSTRACT

Topic of bachelor's thesis is "Reconstruction of substation 110/10 kV "Cherdakly". "the substation is located in the Ulyanovsk region in the village of Cherdakly district.

In the course of the final qualifying work was used wide application of theoretical knowledge. Analysis was made of the modern high-voltage electrical equipment. As a result, what equipment was selected to meet the requirements. On the basis of baseline data (annual load curve) is performed calculation the electrical load of the substation 110/10 kV Cherdakly. In this work, we chose power transformers, calculated currents short circuits, calculated relay protection, were selected and tested electrical equipment of the substation, was also selected auxiliary transformer and calculated the economic performance of the selected supply scheme.

Explanatory note the qualifying work is completed on A4 sheets. Explanatory note this work consists of: 57 pages; 6 drawings; 19 tables .

The graphical part of the qualification work are presented on six sheets of A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Расчет электрических нагрузок.....	7
2. Выбор числа и мощности трансформаторов.....	16
3. Выбор электрической схемы. Конструктивное решение подстанции.....	18
4. Расчет токов короткого замыкания.....	23
5. Выбор и проверка электрических аппаратов.....	30
6. Выбор трансформаторов собственных нужд.....	42
7. Расчет устройств заземления и молниезащиты.....	45
8. Релейная защита подстанции «Чердаклы ».....	48
Заключение.....	54
Список использованной литературы.....	55

ВВЕДЕНИЕ

Сетевая компания ОАО «МРСК Волги» - «Ульяновские распределительные сети». Структура предприятия ориентирована на оказание услуг по передаче электрической энергии, услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям ОАО «МРСК Волги» - «Ульяновские распределительные сети». и др.

Направления производственной деятельности ОАО «МРСК Волги» - «Ульяновские распределительные сети», в частности являются:

выполнение мероприятий инвестиционной программы по усилению существующих электрических сетей в связи с технологическим присоединением новых мощностей;

выполнение мероприятий инвестиционной программы по обеспечению надежности электроснабжения потребителей подключенных к электрическим сетям ОАО «МРСК Волги» - «Ульяновские распределительные сети».

Факторами риска для ОАО «МРСК Волги» - «Ульяновские распределительные сети» являются:

- нестабильная работа промышленного сектора Абонентов;
- физический износ оборудования.

Исходными данными для реконструкции подстанции являются:

а) реальные графики нагрузок, полученные с помощью АСКУЭ (Автоматизированная Система Контроля и Учета Электроэнергии), а именно - данные потребления электроэнергии по вводам и отходящим фидерам 10 кВ.

б) сведения о расположении и напряжениях возможных центров питания со стороны энергосистемы.

в) сведения о наличии, расположении и состоянии питающих ЛЭП.

Подстанция является центром питания для строительных предприятий, расположенных на прилегающей территории, узлов и отдельных потребителей промышленной зоны, а также некоторых коммунально-бытовых потребителей Чердаклинского р-на Ульяновской области. Основным назначением данного

объекта является обеспечение электроснабжения потребителя по стороне 10 кВ и отпуск электроэнергии по стороне 110кВ.

Задачей выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции 110/10 кВ «Чердаклы», принадлежащая ПАО «Ульяновские распределительные сети», данная подстанция была введена в эксплуатацию в 1977 г. В 1990-92 годах проводилась реконструкция с заменой одного трансформатора и частичной заменой оборудования. Необходимость новой реконструкции обусловлена моральным и физическим старением оборудования. Строительство новых энергоемких электроприемников вблизи подстанции «Чердаклы» не планируется. Следовательно, замена силовых трансформаторов на более мощные не целесообразна, потому что установленные трансформаторы справляются с нагрузкой и имеют запас по мощности.

Большинство потребителей является потребителями второй категории. Подстанция находится во второй климатической зоне.

По завершении реконструкции предполагается провести сопоставление существующей подстанции с результатами данной работы и представить полученные технические решения руководству эксплуатирующего представления.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчёт электрических нагрузок потребителей сводится к определению суммарной нагрузки подстанции и выбору на основании этих данных силовых трансформаторов, которые подлежат установке на подстанции.

Исходными данными являются реальные графики нагрузок, полученные с помощью АСКУЭ, а именно - данные потребления электроэнергии по вводам и отходящим линиям.

В бакалаврской работе приведены данные потребления активной и реактивной нагрузки по вводам за 25 июля 2016г. (таблица 1.1) и за 25 января 2017г. (таблица 1.2.).

Определим суммарные суточные нагрузки всех потребителей на шинах подстанции 10 кВ по формулам (1.1)-(1.3):

$$P_{\Sigma p} = \sum_{i=0}^n P_p \text{ (кВт)} \quad (1.1)$$

$$Q_{\Sigma q} = \sum_{i=0}^n Q_q \text{ (квар)} \quad (1.2)$$

$$S_{\Sigma s} = \sqrt{P_{\Sigma p}^2 + Q_{\Sigma q}^2} \text{ (кВ*А)} \quad (1.3)$$

Где $P_{\Sigma p}$ – Суммарная активная мощность потребителей, кВт;

$Q_{\Sigma q}$ – Суммарная реактивная мощность потребителей, квар;

$S_{\Sigma s}$ – Суммарная полная мощность потребителей, кВ*А;

Результаты расчетов сводим в таблицу 1.3. По полученным данным строим графики суммарных суточных нагрузок потребителей в зимние и летние периоды (рисунок 1.1 и рисунок 1.2).

На основании таблицы 1.3 составляем таблицу суммарных электрических нагрузок годового графика по продолжительности (таблица

1.4). На основании таблицы 1.4 составляется годовой график суммарных электрических нагрузок по продолжительности (рисунок 1.3).

Таблица 1.1– Данные потребления электрической энергии за 25 июля 2016г.

Часы	1-й ввод		2-й ввод		3-й ввод		4-й ввод	
	P (кВт)	Q (квар)	P (кВт)	Q (квар)	P (кВт)	Q (квар)	P (кВт)	Q (квар)
с 0 до 1	1447	539	1986	969	1527	702	2769	1401
с 1 до 2	1366	511	1921	927	1554	702	2766	1362
с 2 до 3	1396	526	1910	870	1548	702	2808	1350
с 3 до 4	1387	507	1864	843	1554	705	2706	1350
с 4 до 5	1396	488	1786	783	1590	711	2715	1287
с 5 до 6	1348	493	1938	798	1590	687	2760	1212
с 6 до 7	1629	559	1941	807	1662	744	2784	1200
с 7 до 8	2481	1213	2618	1221	2238	1161	4146	1863
с 8 до 9	3321	2091	3600	1764	2985	1572	6099	3156
с 9 до 10	3656	2047	3805	1956	3006	1440	6348	3366
с 10 до 11	3660	1996	3708	1938	3117	1566	6315	3282
с 11 до 12	3438	1657	3409	1650	2868	1290	6135	3006
с 12 до 13	3285	1795	3098	1470	2847	1413	5508	2514
с 13 до 14	3406	2133	3516	2028	3117	1623	6273	3429
с 14 до 15	3301	1977	3490	1962	2835	1491	6318	3417
с 15 до 16	3140	1753	3306	1740	2577	1395	5757	2991
с 16 до 17	2731	1643	3217	1638	2379	1263	5250	2721
с 17 до 18	2289	1378	2777	1467	2148	1203	4680	2442
с 18 до 19	1985	1028	2788	1518	2100	1140	4281	2238
с 19 до 20	1795	784	2602	1350	1728	864	3777	1914
с 20 до 21	1681	799	2411	1299	1728	891	3324	1638
с 21 до 22	1721	811	2209	1278	1737	891	3273	1641
с 22 до 23	1566	775	2083	1143	1680	867	3243	1647
с 23 до 24	1495	642	1933	969	1514	781	3160	1528

Таблица 1.2 – Данные потребления электрической энергии за 25 января 2017г.

Часы	1-й ввод		2-й ввод		3-й ввод		4-й ввод	
	р (кВт)	(квар)	Р (кВт)	(квар)	Р (кВт)	(квар)	Р (кВт)	(квар)
с 0 до 1	1347	549	1995	969	1527	702	2769	1401
с 1 до 2	1266	501	1914	927	1554	702	2766	1362
с 2 до 3	1296	516	1830	870	1548	702	2808	1350
с 3 до 4	1287	507	1764	843	1554	705	2706	1350
с 4 до 5	1296	498	1776	783	1590	711	2715	1287
с 5 до 6	1338	492	1908	798	1590	687	2760	1212
с 6 до 7	1509	549	1971	807	1662	744	2784	1200
с 7 до 8	2289	1143	2508	1221	2238	1161	4146	1863
с 8 до 9	3324	2010	3510	1764	2985	1572	6099	3156
с 9 до 10	3456	1947	3795	1956	3006	1440	6348	3366
с 10 до 11	3459	1995	3648	1938	3117	1566	6315	3282
с 11 до 12	3237	1647	3399	1650	2868	1290	6135	3006
с 12 до 13	3084	1695	3078	1470	2847	1413	5508	2514
с 13 до 14	3396	2043	3486	2028	3117	1623	6273	3429
с 14 до 15	3291	1977	3480	1962	2835	1491	6318	3417
с 15 до 16	3030	1743	3276	1740	2577	1395	5757	2991
с 16 до 17	2721	1533	3117	1638	2379	1263	5250	2721
с 17 до 18	2277	1278	2667	1467	2148	1203	4680	2442
с 18 до 19	1995	1038	2718	1518	2100	1140	4281	2238
с 19 до 20	1695	774	2502	1350	1728	864	3777	1914
с 20 до 21	1671	798	2421	1299	1728	891	3324	1638
с 21 до 22	1710	801	2229	1278	1737	891	3273	1641
с 22 до 23	1656	765	2073	1143	1680	867	3243	1647
с 23 до 24	1510	640	1920	973	1513	781	3160	1529

Таблица 1.3–Суммарные электрические нагрузки потребителей,
подключенных к подстанции в летний и зимний периоды

Часы	Летний период			Зимний период		
	P (кВт)	Q (квар)	S (кВА)	P (кВт)	Q (квар)	S (кВА)
с 0 до 1	6329	3591	7259	7728	3621	8453
с 1 до 2	6242	3621	7207	7450	3492	8273
с 2 до 3	6189	3591	7161	7502	3438	8234
с 3 до 4	6091	3510	7026	7421	3405	8065
с 4 до 5	5769	3357	6677	7407	3279	8073
с 5 до 6	5737	3165	6543	7606	3189	8238
с 6 до 7	6028	3249	6839	7936	3300	8586
с 7 до 8	8503	5004	9858	11251	5388	12411
с 8 до 9	12725	8346	15126	15008	8502	18046
с 9 до 10	12978	8697	15615	16965	8709	18750
с 10 до 11	12690	8952	15677	16549	8781	18726
с 11 до 12	12275	7842	14474	15739	7593	17385
с 12 до 13	10876	6609	12641	14617	7092	16157
с 13 до 14	13295	9051	15919	16283	9123	18655
с 14 до 15	12590	8649	15283	16004	8847	18217
с 15 до 16	11505	7716	13828	14540	7869	16621
с 16 до 17	10613	6825	12526	13506	7155	15250
с 17 до 18	9786	6669	11743	11882	6390	13394
с 18 до 19	8676	5916	10576	11134	5934	12581
с 19 до 20	8115	5226	9647	9802	4902	10870
с 20 до 21	7365	4656	8706	9124	4626	10248
с 21 до 22	7468	4914	8931	8749	4611	10067
с 22 до 23	7562	4773	8951	8552	4422	9717
с 23 до 24	7258	4360	8458	8101	3920	8989

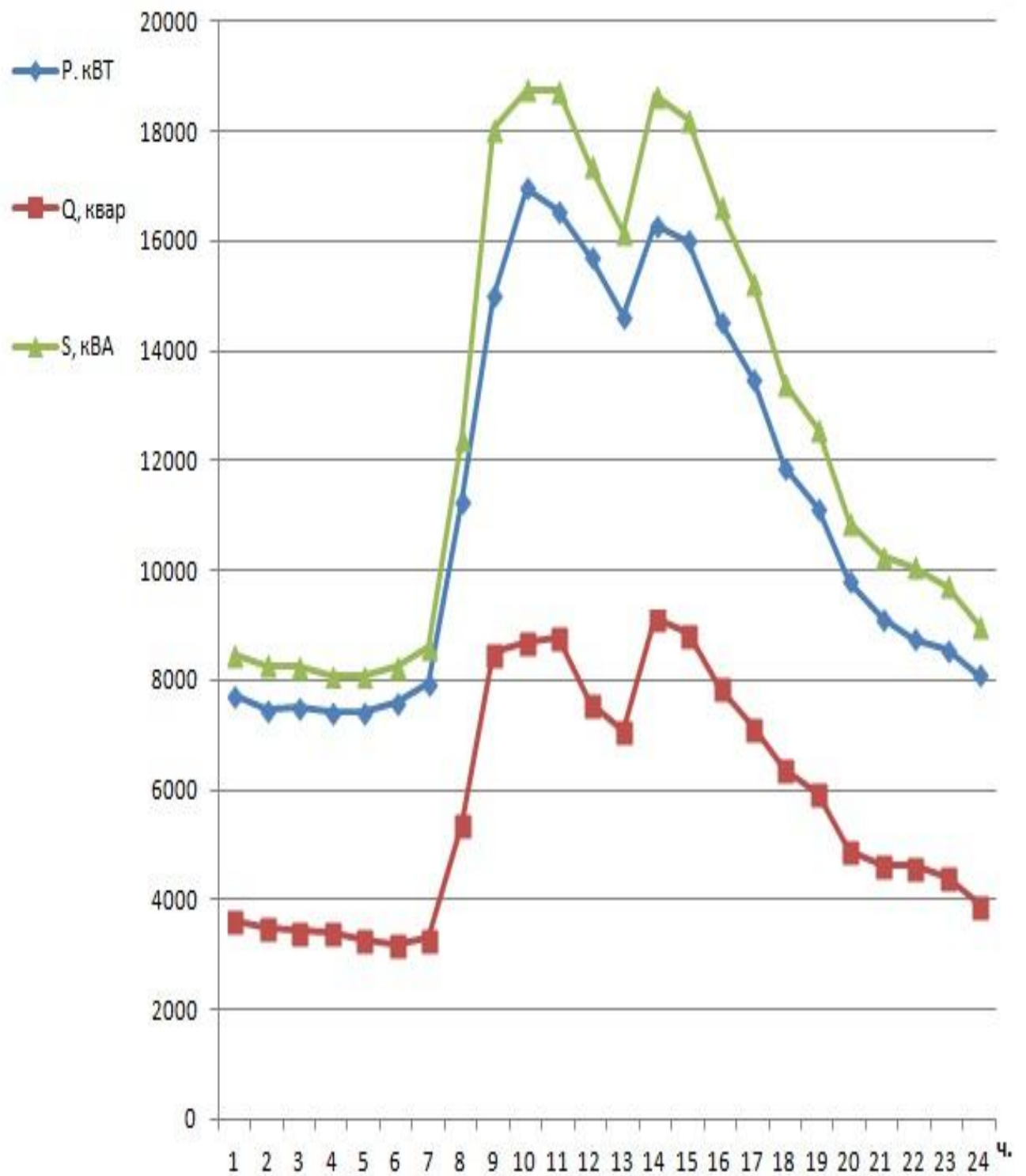


Рисунок 1.1 – Суточный график потребителей в зимний период

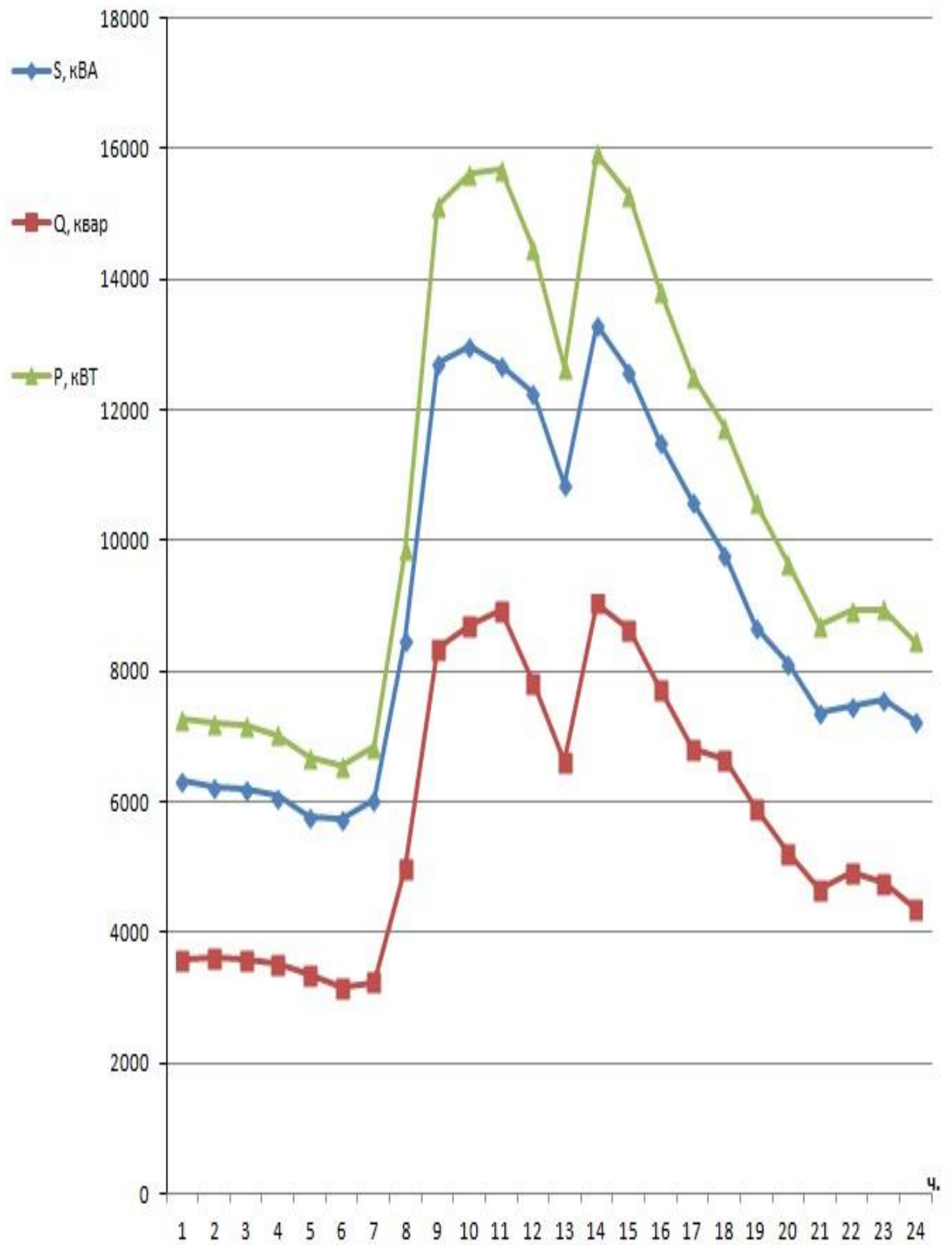


Рисунок 1.2 – Суточный график потребителей в летний период

Таблица 1.4 – Суммарные электрические нагрузки годового графика по продолжительности

№	P_n	t_3	T_3	$t_3 * T_3$	$P_n * t_3 * T_3$	$t.n$	τ ¹ Л	$t_3 * T_3$	$p * f$ ¹ П Ч П ¹ Л	$P_n * t_3 * T_3 +$ $p * t * n \tau$ ¹ П ¹ Л ¹ Л
	(МВт)	(ч)	(суток)	(ч)	(МВт*ч)	(ч)	(суток)	(ч)	(МВт*ч)	(МВт*ч)
1	16,6	1	213	213	3535,8	0	152	0	0	3535,8
2	16,5	1	213	213	3514,5	0	152	0	0	3514,5
3	16,3	1	213	213	3471,9	0	152	0	0	3471,9
4	15,9	2	213	426	6773,4	0	152	0	0	6773,4
5	15,6	1	213	213	3322,8	0	152	0	0	3322,8
6	14,6	1	213	213	3109,8	0	152	0	0	3109,8
7	14,5	1	213	213	3088,5	0	152	0	0	3088,5
8	13,5	1	213	213	2875,5	0	152	0	0	2875,5
9	13,1	0	213	0	0	1	152	152	1991,2	1991,2
10	13	0	213	0	0	1	152	152	1976	1976
11	12,9	0	213	0	0	1	152	152	1960,8	1960,8
12	12,6	0	213	0	0	2	152	304	3830,4	3830,4
13	12,2	0	213	0	0	1	152	152	1854,4	1854,4
14	11,8	1	213	213	2513,4	0	152	0	0	2513,4
15	11,5	0	213	0	0	1	152	152	1748	1748
16	11,1	2	213	426	2364,3	0	152	0	0	2364,3
17	10,8	0	213	0	0	1	152	152	1641,6	1641,6
18	10,5	0	213	0	0	1	152	152	1596	1596
19	9,7	1	213	213	2066,1	1	152	152	1474,4	3540,5
20	9,1	1	213	213	1938,3	0	152	0	0	1938,3
21	8,9	1	213	213	1895,7	0	152	0	0	1895,7
22	8,8	0	213	0	0	1	152	152	1337,6	1337,6
23	8,7	1	213	213	1853,1	0	152	0	0	1853,1
24	8,5	0	213	0	0	1	152	152	1292	1292
25	8,1	1	213	213	1725,3	1	152	152	1231,2	1231,2
26	7,9	1	213	213	1682,7	0	152	0	0	1682,7

Продолжение таблицы 1.4

27	7,6	2	213	426	3237,6	1	152	152	1155,2	4392,8
28	7,5	2	213	426	3195	1	152	152	1140	4335
29	7,4	1	213	213	1576,2	1	152	152	1124,8	2701
30	7,3	1	213	213	1554,9	0	152	0	0	1554,9
31	7,2	0	213	0	0	1	152	152	1094,4	1094,4
32	6,3	0	213	0	0	1	152	152	957,6	957,6
33	6,2	0	213	0	0	2	152	304	1884,8	1884,8
34	6,1	0	213	0	0	1	152	152	927,2	927,2
35	6	0	213	0	0	1	152	152	912	912
36	5,8	0	213	0	0	1	152	152	881,6	881,6
37	5,7	0	213	0	0	1	152	152	866,4	866,4

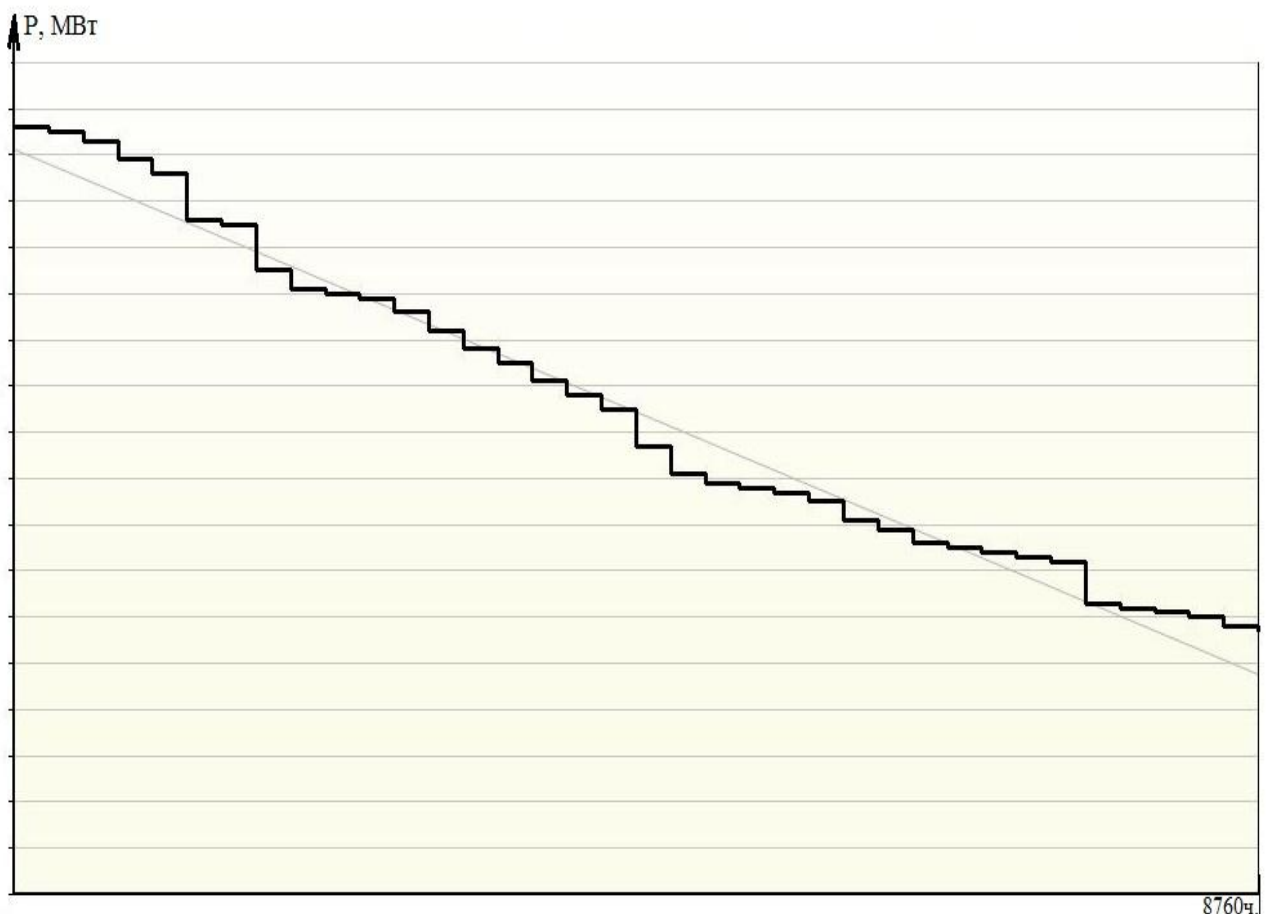


Рисунок 1.3 – Годовой график электрических нагрузок по продолжительности

Из годового графика электрических нагрузок определяем следующие показатели:

– годовой расход электроэнергии потребителями подстанции:

$$W_{\text{год}} = T_3 \sum_{i=1}^{n_3} P_{in_3} t_{i3} + T_l \sum_{i=1}^{n_l} P_{in_l} t_{il} = P_{\text{нmax}} T_{\text{нб}}, (\text{МВт} \cdot \text{ч}) \quad (1.4)$$

где T_3, T_l – соответственно количество зимних и летних суток в году ,

$T_{\text{нб}}$ – годовое время потребления максимальной нагрузки.

$$W_{\text{год}} = 213 \cdot (7728 + 7450 + 7502 + 7421 + 7407 + 7606 + 7936 + 11251 + 15008 + 16965 + 16549 + 15739 + 14617 + 16283 + 16004 + 14540 + 13506 + 11882 + 11134 + 9802 + 9124 + 8749 + 8552 + 8101) + 152 \cdot (6329 + 6242 + 6189 + 6091 + 5769 + 5737 + 6028 + 8503 + 12725 + 12978 + 12690 + 12275 + 10876 + 13295 + 12590 + 11505 + 10613 + 9786 + 8676 + 8125 + 7365 + 7468 + 7562 + 7258) = 90663,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$T_{\text{нб}} = W_{\text{год}} / P_{\text{нmax}}, (\text{ч}) \quad (1.5)$$

$$T_{\text{нб}} = 90663,7 / 16,6 = 5455 \text{ ч}.$$

– средняя нагрузка:

$$P_{\text{нсп}} = W_{\text{год}} / 8760, (\text{МВт})$$

$$P_{\text{нсп}} = 90663,7 / 8760 = 10,4 \text{ МВт}.$$

– коэффициент максимума нагрузки:

$$k_{\text{мах}} = P_{\text{нmax}} / P_{\text{нсп}} \quad (1.7)$$

$$k_{\text{мах}} = 16,6 / 10,4 = 1,59$$

– коэффициент использования максимума нагрузки:

$$k_{\text{мах}} = P_{\text{нсп}} / P_{\text{нmax}} \quad (1.8)$$

$$k_{\text{мах.ис}} = 10,4 / 16,6 = 0,62$$

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На реконструированной подстанции, учитываем наличие потребителей первой и второй категории, а так же не планируется строительство крупных промышленных объектов на территории Чердаклинского района (что не приведет к увеличению нагрузки). Поэтому устанавливаем два новых идентичных силовых понижающих трансформаторов.

Мощность силового трансформатора рассчитаю по формуле (2.1):

$$S_{ТНОМ} \geq \sum \frac{S_p}{n \cdot K_{\vartheta}}, (кВ \cdot А) \quad (2.1)$$

где $\sum S_p$ – суммарная электрическая нагрузка всех потребителей подстанции, кВ·А;

n – требуемое количество трансформаторов на подстанции, шт.;

K_{ϑ} – коэффициент экономической загрузки трансформатора,

$K_{\vartheta} = 0.7$.

$$S_{ТНОМ} \geq 18750 / 0.2 \cdot 0.7 = 13393 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Для установки принимаем трансформаторы марки ТДТН-16000.

Паспортные данные трансформатора сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Паспортные данные трансформатора ТДТН-16000/110

Марка	Номинальная мощность, МВ*А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$, %	I_{xx} , %
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$		
ТДТН-16000/110	16	115	10,5	25	86	10,5	0,7

2.1 Расчет годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции.

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах подстанции подсчитываются:

$$\Delta W_{год} = 24P_x T_3 + T_l n + \frac{P_K}{nS_{\text{мног}}^2} (T_3 \sum_{i=1}^{n_3} S_{i3}^2 t_{i3} + T_l \sum_{i=1}^{n_l} S_{il}^2 t_{il}), \text{ (кВт}\cdot\text{ч)} \quad (2.2)$$

$$\Delta W_{год} = 24 * 24 * 365 * 2 + \frac{85}{2} * 16^2 * 213 * 4255,74 + 152 * 3007,38 = 646858 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Отношение годовых потерь к годовому расходу электроэнергии:

$$\Delta W_{год} = \frac{\Delta W_{год}}{W_{год}} * 100\% \quad (2.3)$$

$$\Delta W = \frac{646858}{90552768} * 100\% = 0,71$$

ΔW является допустимым, т.к. меньше 1%

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Понижающие подстанции прежде всего предназначаются для распределения электрической энергии по сети низкого напряжения, а также создания пунктов соединения сети высокого напряжения.

К конструкциям РУ предъявляются следующие основные требования:

1. Конструкция РУ должна быть надежна, а надежность выполняется за счет двух ведущих правил:

- за счет соблюдения допустимых расстояний между токоведущими частями;

- за счет взаимного расположения токоведущих частей различных цепей.

2. Второе основное требование – безопасность, достигаемая за счет исключения попадания обслуживающего персонала под напряжение:

- расположение токоведущих частей на определенной безопасной высоте;

- присутствие специальных ограждений.

3. Конструкция РУ должна быть ремонтпригодна, ремонт различных присоединений или внутренних элементов не должны приносить потери питания исправных.

4. Пожаробезопасность – приведение потенциальных вероятностей возникновения пожара к нулю.

5. Конструкция РУ должна иметь возможность расширения, то есть подключение к определенной схеме новых присоединений должно осуществляться без каких-либо изменений существующей части.

6. Простота и надёжность, осуществляемые за счет снижения возможных ошибок эксплуатационного персонала.

7. Экономичность - минимальная затраты при выполнении выше предъявленных требований.

3.1 Выбор питающей линии подстанции

Электроснабжение подстанции «Чердаклы» будет осуществляться от шин ОРУ 110 кВ ТЭЦ-2, протяженностью 2838 метров. Питание подстанции «Чердаклы» 110/10 кВ осуществляется по двухцепным металлическим опорам 110 кВ сечением провода АС – 120. На подстанции устанавливаем два трансформатора мощностью по 16000 В·А подключенных через выключатели. Установка выключателей на стороне высшего напряжения объясняется наличием на питающей подстанции потребителей I и II категории.

На рисунке 3.1. представлена электрическая схема подстанции.

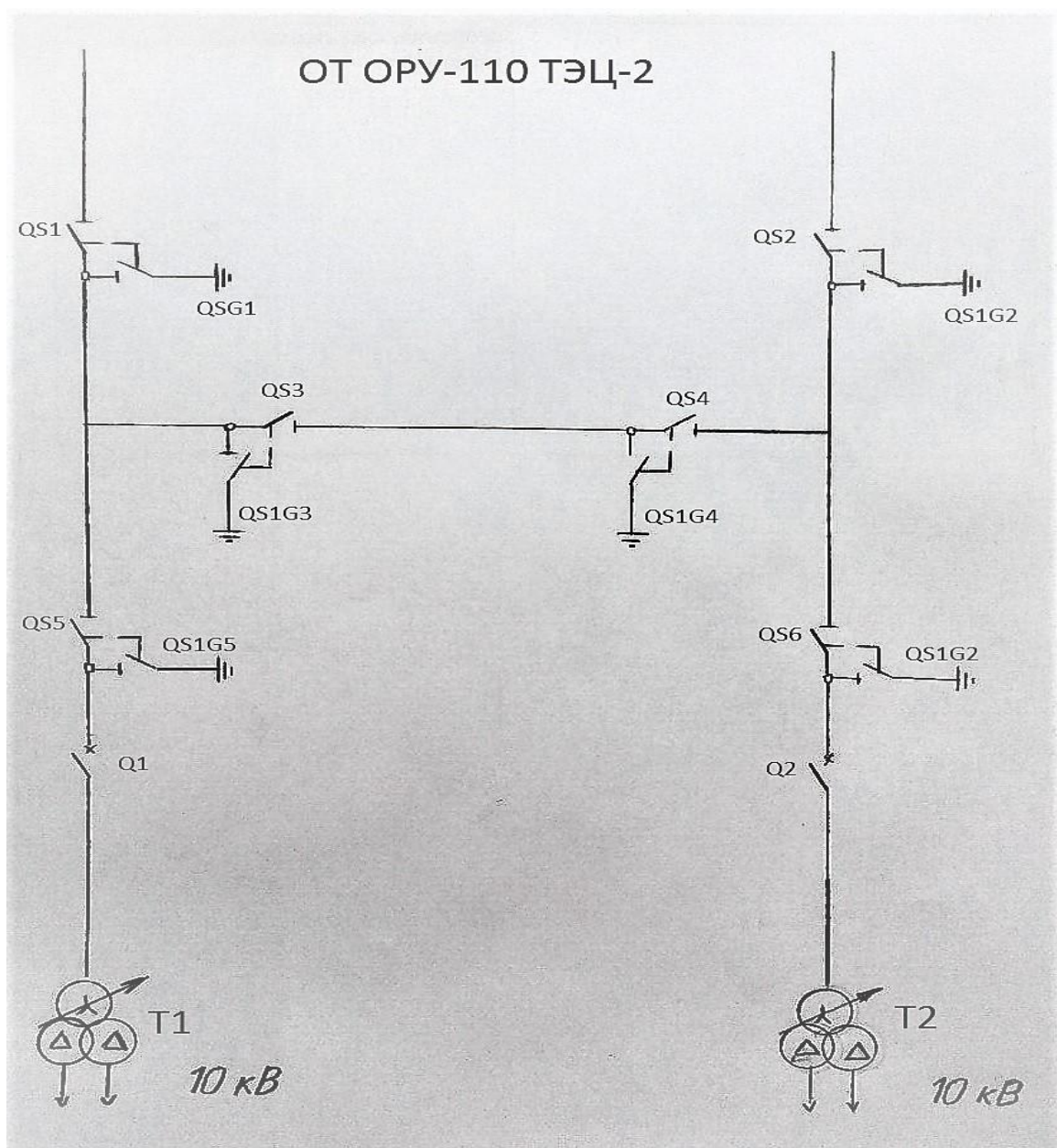


Рисунок 3.1 – Электрическая схема подстанции

3.2 Расчет компенсирующих устройств

Нагрузки главной понижающей подстанции не предоставляют высокое значение коэффициента мощности, что приводит к дополнительным потерям электроэнергии. Следовательно нужна компенсация реактивной мощности.

Согласно формуле (3.1) определяем $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (3.1)$$

Результаты заносим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2– Значения $\cos \varphi$ в летний и зимний период

Часы	Летний период	Зимний период
	$\cos \varphi$	
с 0 до 1	0,869	0,904
с 1 до 2	0,865	0,907
с 2 до 3	0,865	0,909
с 3 до 4	0,866	0,907
с 4 до 5	0,864	0,914
с 5 до 6	0,875	0,922
с 6 до 7	0,88	0,923
с 7 до 8	0,862	0,901
с 8 до 9	0,834	0,882
с 9 до 10	0,831	0,886
с 10 до 11	0,821	0,883
с 11 до 12	0,84	0,9
с 12 до 13	0,852	0,899
с 13 до 14	0,811	0,872
с 14 до 15	0,824	0,87
с 15 до 16	0,83	0,88
с 16 до 17	0,838	0,88
с 17 до 18	0,823	0,879
с 18 до 19	0,829	0,882
с 19 до 20	0,841	0,893
с 20 до 21	0,845	0,892

с 21 до 22	0,835	0,889
с 22 до 23	0,846	0,89
с 23 до 24	0,857	0,9

Рассчитаем мощность компенсирующего устройства ($Q_{ку}$), когда подстанцией от энергосистемы потребляется максимальная реактивная мощность (Q) при наихудшем $\cos\varphi$, согласно таблице 1.3 с 13 до 14 ч.: $S=15919$ МВА, $P=13095$ МВт, $Q=9051$ Мвар и $\cos\varphi=0,811$.

По формуле (3.2) рассчитываем $Q_{ку}$:

$$Q_{ку} = Q - P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \text{ (Мвар)} \quad (3.2)$$

$$Q_{ку} = 9051 - 13095 \cdot 0,4 = 3813 \text{ Мвар.}$$

Компенсирующие устройства будут располагаться на 4-х секциях шин, следовательно мощность $Q_{ку}$ необходимо уменьшить в 4 раза:

$$Q_{ку} = 3813/4 = 953,25 \text{ квар.}$$

Выбираем 4 конденсаторные установки УКРМ—900, стоимостью 201000 рублей каждая.

Рассчитываем среднегодовой $\cos\varphi$, среднегодовую мощность, а также среднегодовую полную мощность, по формулам (3.3)–(3.5):

$$\cos\varphi_{\text{ср.}} = \frac{T_3 \sum_{i=1}^{24} \cos\varphi_i + T_{\text{л}} \sum_{i=1}^{24} \cos\varphi_i}{365 \cdot 24}, \quad (3.3)$$

$$S_{\text{ср.п}} = \frac{T_3 \sum_{i=1}^{24} S_i + T_{\text{л}} \sum_{i=1}^{24} S_i}{365 \cdot 24}, \text{ (МВА)} \quad (3.4)$$

$$S_{\text{ср.км}} = (S_{\text{ср.п}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср.}})^2 + (S_{\text{ср.п}}^2 - (S_{\text{ср.п}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср.}})^2 - 3.6)^2, \text{ (МВА)} \quad (3.5)$$

$$\cos\varphi_{\text{ср.}} = \frac{0,895 \cdot 213 + 0,846 \cdot 152}{365 \cdot 24} = 0,875$$

$$S_{\text{ср.п}} = \frac{12,7 \cdot 213 + 10,7 \cdot 152}{365 \cdot 24} = 11,9 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ср.км}} = \sqrt{(11.9 \cdot 0.875)^2 + (11.9^2 - (11.9 \cdot 0.875)^2 - 3.6)^2} = 10.63 \text{ МВА}$$

Рассчитываем ежегодную мощность по формуле (3.6);

$$\Delta W_{\text{ку}} = 8760 \cdot \left(2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{S_{\text{ср.п}}^2 - S_{\text{ср.км}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} + 6 \cdot Z_{\text{л}} \cdot \frac{S_{\text{ср.п}}^2 - S_{\text{ср.км}}^2}{3 U_{\text{НОМ}}^2} \right), (\text{кВт} \cdot \text{ч}) \quad (3.6)$$

$$\Delta W_{\text{ку}} = 8760 \cdot \left(2 \cdot 0.085 \cdot \frac{11.9^2 - 10.63^2}{2 \cdot 16^2} + 6 \cdot 0,717 \cdot \frac{11.9^2 - 10.63^2}{3 \cdot 110^2} \right) = 70913 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) осуществляется для выбора и проверки электрических аппаратов, шин, кабелей и изоляторов в аварийном режиме, а также при проектировании и настройке устройств релейной защиты.

Расчет токов короткого замыкания выполняем в относительных единицах по расчетной схеме электроснабжения в указанных точках короткого замыкания.

4.1 Исходные данные

Система: Питание подстанции осуществляется двухцепной ЛЭП 110 кВ протяженностью 2,937 км проводами АС-120, даны токи КЗ на шинах 110 кВ для подстанции «Чердаклы» в максимальном режиме работы энергосистемы $I_{kmax} = 16,08$ кА и минимальном режиме работы энергосистемы $I_{kmin} = 8,168$ кА.

Трансформаторы: ТРДН-16 000/110, $S_{ТНОМ} = 16$ МВ*А, $U_{ВН} = 115$ кВ, $U_{НН} = 10,5$ кВ, $P_x = 24$ кВт, $P_k = 85$ кВт, $u_k = 10,5\%$, $I_x = 0,7\%$.

Воздушные линии: ВЛ1 (АС-120) и ВЛ2 (АС-70) протяженностью каждая 2,937 км.

4.2 Выбор базисных величин

Расчет токов короткого замыкания выполняем в относительных единицах.

Базисную мощность принимаем равной номинальной мощности трансформатора $S_{\sigma} = 1000$ МВ*А.

Базисное напряжение выбираем по ступеням трансформации трансформатора: $U_{\sigma E} = 115$ кВ, $U_{\sigma B} = 10,5$ кВ.

Расчет базисных токов по формуле (4.1):

$$I_{\sigma k} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma k}}, (кА) \quad (4.1)$$

$$I_{\sigma\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma\text{н}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Расчет базисных сопротивлений по формуле (4.2):

$$Z_{\sigma\text{к}} = \frac{U_{\sigma\text{к}}^2}{S_{\sigma\text{к}}}, (\text{Ом}) \quad (4.2)$$

$$Z_{\sigma\text{в}} = \frac{115^2}{1000} = 13,3 (\text{Ом}),$$

$$Z_{\sigma\text{н}} = \frac{10,5^2}{1000} = 0,11 (\text{Ом})$$

4.3 Составление схем замещений

Расчеты токов короткого замыкания упрощаются при использовании схем замещения. В этих схемах все величины должны быть взяты при одних и тех же условиях. В расчетах токов КЗ исходные схемы замещения представляют определенные элементы исходных схем путём последовательных эквивалентных преобразований, приводящих к простейшим эквивалентным схемам замещения источник-сопротивление-точка короткого замыкания. Расчетная схема создается на основании схем главных электрических соединений и электрической сети. В расчетной схеме указываются все источники питания, которые участвуют в подпитке места короткого замыкания и все элементы электрической сети (линии, трансформаторы и т.п.). Элементы нумеруем в порядке их расположения от системы бесконечной мощности в направлении к точкам короткого замыкания. В моей работе будет 3 схемы замещения, для 3-х разных случаев расчета токов КЗ:

1. Расчет $I_{\text{кз}}$ для выбора оборудования ВН. Производится при минимальном сопротивлении системы и минимальном сопротивлении линии.

2. Расчет 1кз для выбора оборудования со стороны НН. Производится при минимальном сопротивлении системы, максимальном сопротивлении линии и минимальном сопротивлении трансформаторов (в параллель).

3. Расчет 1кз для определения чувствительности защит производится для минимальных режимов к/з, т.е. максимальное сопротивление системы, максимальное сопротивление линий и максимальное сопротивление трансформатора (один трансформатор работает на одну линию).

Полученные схемы замещения изображены на рисунке 4.1 (а-в).

4.3.1 Расчет параметров схемы замещения

Рассчитаем полное сопротивление линии ЛЭП 110 кВ при использовании провода АС-120, для этого необходимо рассчитать активное и индуктивное сопротивление по формулам (4.3) и (4.4):

$$x_{БЛ} = \frac{x_{y\partial} \cdot l}{Z_{\sigma B}}, \quad (4.3)$$

$$R_{БЛ} = \frac{R_{y\partial} \cdot l}{Z_{\sigma B}}, \quad (4.4)$$

где $x_{y\partial}$ - индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$R_{y\partial}$ - индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

l - длина заданной линии, км

$$R_{БЛ} = 2,937 \cdot 0,245 / 13,3 = 0,054;$$

$$x_{БЛ} = 2,937 \cdot 0,408 / 13,3 = 0,091;$$

Полное сопротивление определяется по формуле (4.5)

$$Z_{БЛ} = \sqrt{X_{БЛ}^2 + R_{БЛ}^2}, \quad (4.5)$$
$$Z_{БЛ} = \sqrt{0,091^2 + 0,054^2} = 0,110;$$

Аналогично рассчитываем для другой линии с сечением провода АС-70

$$R_{BL2} = 2,937 \cdot 0,420 / 13,3 = 0,093;$$

$$x_{BL2} = 2,937 \cdot 0,427 / 13,3 = 0,095;$$

$$Z_{BL2} = \sqrt{0,093^2 + 0,095^2} = 0,135;$$

Расчет для линии АС-120 необходим для определения сопротивления на ОРУ 110 кВ ТЭЦ-2, с помощью пересчета токов КЗ на шинах 110 кВ для подстанции «Чердаклы» в минимальном и максимальном режиме.

Сопротивление системы в минимальном и максимальном режиме определяется по формулам (4.6) и (4.7):

$$Z_{МИН} = \frac{E \cdot I_{\text{бв}}}{I_{K \text{ min}}} - \frac{Z_{BL}}{2}, \quad (4.6)$$

$$Z_{МАК} = \frac{E \cdot I_{\text{бв}}}{I_{K \text{ max}}} - Z_{BL}, \quad (4.7)$$

$$Z_{МИН} = \frac{1 \cdot 5,02}{16,08} - \frac{0,106}{2} = 0,259;$$

$$Z_{МАК} = \frac{1 \cdot 5,02}{8,168} - 0,106;$$

Расчет сопротивления обмотки осуществляется по формуле (4.8):

$$X_{BH} = \frac{U_{\kappa}}{100} \left(1 - \frac{kp}{2} \right) \frac{Z_{ТНОМ}}{Z_{\text{бв}}}, \quad (4.8)$$

где kp – коэффициент расщепления и равен 3,5,

$Z_{ТНОМ}$ – номинальное сопротивление трансформатора, расчет осуществляется по формуле (4.9):

$$Z_{ТНОМ} = \frac{U_{ТНОМВН}^2}{S_{ТНОМ}}, (\text{Ом}) \quad (4.9)$$

$$Z_{ТНОМ} = \frac{115^2}{16} = 826,56 \text{ Ом}$$

$$X_{BH} = \frac{115}{100} \left(1 - \frac{3,5}{2} \right) \frac{826,56}{13,33} = 0,82;$$

Аналогично рассчитываем сопротивление обмотки трансформатора НН по формуле (4.9):

$$X_{HH} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{kp}{2} \cdot \frac{Z_{Тном}}{Z_{\sigma\sigma}} \quad (4.9)$$

$$X_{HH} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{826,56}{13,33} = 11,48;$$

Для расчета токов короткого замыкания (КЗ) составляем схемы замещения, которые представлены на рисунке 4.1.

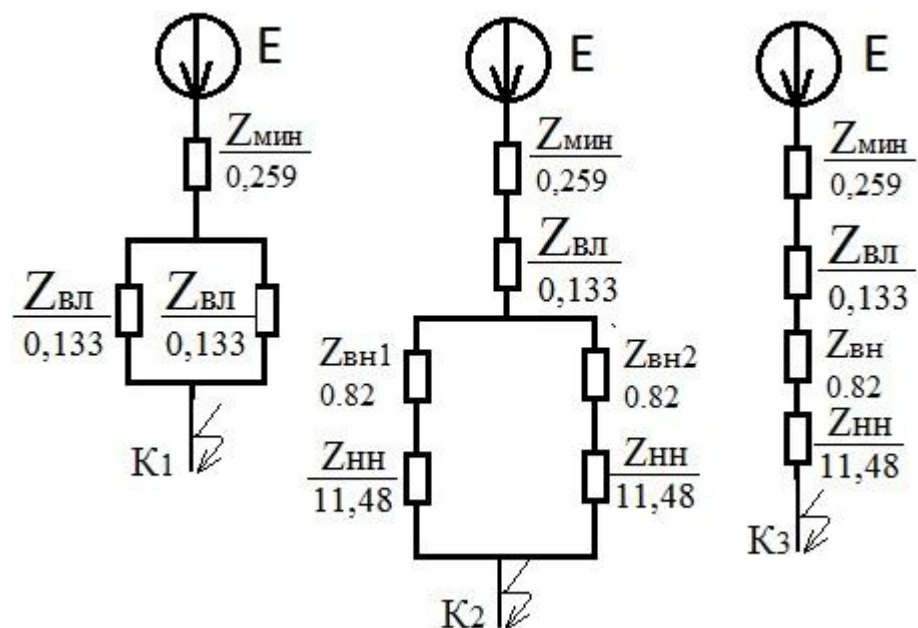


Рисунок 4.1 – Схемы замещения для расчетов токов КЗ в точках

4.4 Расчет токов КЗ в характерных точках

Производим расчет КЗ в точке К1 для рисунка 4.1 по формулам (4.10) и (4.11):

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E}{\sum Z} \cdot I_{\sigma}, (\text{кА}) \quad (4.10)$$

$$I_{no}^{(2)} = \frac{I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{2}, (\text{кА}) \quad (4.11)$$

$$I_{no}^{(3)} k1 = \frac{1}{0,259 + 0,133 + 0,5} \cdot 5,02 = 15,42 \text{ кА};$$

$$I_{no}^{(2)} k1 = \frac{15,42 \cdot \sqrt{3}}{2} = 13,35 \text{ кА};$$

Производим расчет ударного тока в точке К1 по формуле (4.12):

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot \kappa_{y\partial}, (\text{кА}) \quad (4.12)$$

$$\kappa_{y\partial} = 1,47$$

$$i_{y\partial} k1 = \sqrt{2} \cdot 15,42 \cdot 1,47 = 32,056 \text{ кА};$$

Полученные результаты сводим в таблицу 4.1.

По аналогии производим расчет К3 в точке К2 для рисунка 4.1.

$$I_{no}^{(3)} k2 = \frac{1 \cdot 55}{0,259 + 0,133 + 0,5 \cdot 11,48 + 0,82} = 8,42 \text{ кА};$$

$$I_{no}^{(2)} k2 = \frac{8,41 \cdot \sqrt{3}}{2} = 7,28 \text{ кА};$$

$$\kappa_{y\partial} = 1,88$$

$$i_{y\partial} k2 = \sqrt{2} \cdot 7,28 \cdot 1,88 = 22,36 \text{ кА};$$

Полученные результаты сводим в таблицу 4.1.

По аналогии производим расчет К3 в точке К3 для рисунка 4.1

$$I_{no}^{(3)} k3 = \frac{1 \cdot 55}{0,508 + 0,133 + 11,48 + 0,82} = 4,25 \text{ кА};$$

$$I_{no}^{(2)} k3 = \frac{4,25 \cdot \sqrt{3}}{2} = 3,68 \text{ кА};$$

$$\kappa_{y\partial} = 1,9$$

$$i_{y\partial}k1 = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,9 = 11,42 \text{ кА};$$

Полученные результаты сводим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1– данные токов короткого замыкания полученные в расчетах

	$I_{no}^{(3)}$ (кА)	$I_{no}^{(2)}$ (кА)	$i_{y\partial}$ (кА)
К1	15,42	13,35	32,056
К2	8,41	7,28	22,36
К3	4,25	3,68	11,42

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

5.1 Выбор выключателей на напряжение 110 кВ и 10кВ

5.1.1 Выбор выключателя на 110 кВ

Выключатели выбираются по данным параметрам:

$$U_{ном.сети} \geq U_{ном}, (\text{кВ}) \quad (5.1)$$

$$I_{ном.сети} \geq I_{max}, (\text{кА}) \quad (5.2)$$

$$I_{отк.ном} \geq I_{но}^{(3)}, (\text{кА}) \quad (5.3)$$

Проверяются выключатели по следующим параметрам:

$$I_{дин.} \geq I_{но}^{(3)}, (\text{кА}) \quad (5.4)$$

$$I_{дин.} \geq I_{но}^{(3)}, (\text{кА}) \quad (5.5)$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} \geq B_k, (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \quad (5.6)$$

Рассчитываем максимальный ток нагрузки по формуле (5.7):

$$I_{max} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, (\text{А}) \quad (5.7)$$

где $S_{Т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{ном}$ – напряжение на выбранной ступени трансформатора, кВ.

$$I_{max} = \frac{1,4 * 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 118 \text{ А}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока короткого замыкания по формуле (5.8):

$$B_{\kappa} = I_{no}^{(3)2} \cdot t_{откл} + T_a, \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (5.8)$$

где T_a – время апериодической составляющей, с;

$t_{откл}$ – время отключения, с

$$B_{\kappa} = 15,42^2 \cdot 2,08 + 0,03 = 508 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем элегазовый выключатель типа ВЭК-110-40/1250 У4. Каталожные и расчетные данные заносим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Каталожные и расчетные данных выбранного выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 118 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 15,42 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 32,056 \text{ кА}$	$I_T = 50 \text{ кА}$ $t_{откл} = 3 \text{ с}$ $I_{дин.} = 102 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 508 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВЭК-110-40/1250 У4 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 110 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

5.1.2 Выбор выключателей на напряжение 10 кВ

Выключатели на напряжение 10 кВ выбирается по такой же схеме как и выключатель на 110 кВ.

Рассчитываем максимальный ток нагрузки для секционного и вводных выключателей по формуле (5.7):

$$I_{\max} = \frac{16000 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1290 \text{ A}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока короткого замыкания по формуле (5.8):

$$B_k = 8,41^2 \cdot 1,55 + 0,03 = 112 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В качестве ввода и секционирования принимаем шкафы КРУ серии D12 с вакуумными выключателями типа ВВ/TEL–10–20/2000.

Каталожные и расчетные данные заносим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Каталожные и расчетные данных выбранного выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1290 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 8.41 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 22.36 \text{ кА}$	$I_T = 25 \text{ кА}$ $t_{\text{откл}} = 2.5 \text{ с}$ $I_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 112 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 1250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели типа ВВ/TEL–10–20/2000 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 10 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

Произведем расчет максимального тока отходящей ячейки 10 кВ по формуле (5.7):

$$I_{\max} = \frac{16000 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1290 \text{ A}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока короткого замыкания по формуле (5.8):

$$B_{\kappa} = 4,25^2 \cdot 1,05 + 0,03 = 29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем вакуумными выключателями типа ВВ/TEL–10–20/1600.

Каталожные и расчетные данные заносим в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Каталожные и расчетные данных выбранного выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1290 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,25 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 11,42 \text{ кА}$	$I_T = 20 \text{ кА}$ $t_{\text{откл}} = 1 \text{ с}$ $I_{\text{дин.}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели типа ВВ/TEL–10–20/2000 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 10 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

5.2 Выбор разъединителя на напряжение 110 кВ

Рассчитываем максимальный ток нагрузки по формуле (5.7):

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 * 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 118 \text{ А}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока короткого замыкания по формуле (5.8):

$$B_{\kappa} = 15,42^2 \cdot 3 + 0,03 = 483 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Разъединитель выберем типа РНДЗ-2-110-1000-УХЛ1

Каталожные и расчетные данные заносим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Каталожные и расчетные данных выбранного разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 117 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 32,056 \text{ кА}$	$I_T = 31,5 \text{ кА}$ $t_{откл} = 4 \text{ с}$ $I_{дин.} = 80 \text{ кА}$
$B_{к} = 483 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель РНДЗ-2-110-1000-УХЛ1 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве разъединитель на сторону 110 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по параметрам (5.9) – (5.11):

$$U_{ном.сети} \geq U_{ном} \text{ , (кВ)} \quad (5.9)$$

$$I_{ном} \geq I_{max} \text{ , (А)} \quad (5.10)$$

$$r_{2ном.ТТ} \geq r_{рсч} \text{ , (Ом)} \quad (5.11)$$

где $r_{2ном.ТТ}$ – Номинальное сопротивление трансформатора тока;

$r_{рсч}$ – Расчетное сопротивление нагрузки трансформатора тока

Трансформаторы тока которые уже идут встроенные на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются, т.к они идут в комплекте с оборудованием, следовательно уже проверены.

Для напряжения 110 кВ выбираем встроенные (ТТ) серии ТВТ110-I-100/5.

Произведем расчет нагрузки трансформатора тока по формулам (5.12)- (5.13)

$$r_{рсч} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт.}, (Ом) \quad (5.12)$$

где $r_{приб}$ – Сопротивление приборов, Ом;

$r_{пров}$ – Сопротивление проводом , Ом;

$r_{конт.}$ – Сопротивление контактов, Ом.

$r_{конт.} = 0,05$ Ом

$$r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{та2ном}^2}, (Ом) \quad (5.13)$$

где $\sum S_{приб}$ – мощность электрических измерительных приборов, В·А.

Чтобы определить мощность которую потребляют электрические измерительные приборы, подключенные к ТТ составим таблицу 5.6.

Таблица 5.6– Электрические нагрузки приборов подключенных к ТТ ТПОЛ-10УЗ

№ п/п	Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, (В*А)	Количество приборов (шт)	Общая мощность, (В* А)
1	Амперметр	Э-350	0,5	1	0,5
2	Ваттметр	И-395	0,5	1	0,5
3	Варметр	И-395	0,5	1	0,5
4	Счетчик АЭ	Сачу-И673М	2,5	1	2,5
5	Счетчик РЭ	СРЧУ-И676М	2,5	1	2,5
	Итого			5	6,5

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26, Ом$$

Производим расчет сопротивления проводов по формуле (5.14)

$$r_{\text{пров}} = \frac{p \cdot l}{F}, \text{ (Ом)} \quad (5.14)$$

где p – Удельное сопротивление алюминия, Ом·мм²/м, ($p=0,29$ Ом·мм²/м)

l – длина провода, м, ($l=20$ м) ;

F – сечение провода, мм²

Произведем расчет сечения провода по формулам (5.15)-(5.17)

$$r_{2\text{ном.ТТ}} = r_{\text{рсч}} = 0,8 \text{ Ом} \quad (5.15)$$

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном.ТТ}} - r_{\text{проб}} - r_{\text{конт}}, \text{ Ом} \quad (5.16)$$

$$F = \frac{p \cdot l}{r_{\text{пров}}}, \text{ (мм}^2\text{)} \quad (5.17)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,26 - 0,05 = 0,49 \text{ Ом}$$

$$F = \frac{0,029 \cdot 20}{0,49} = 1,16 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности выбираем провод АПВ.

Таблица 5.7– Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТПОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 126 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$r_{\text{рсч}} = 0,79 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном.ТТ}} = 0,8 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 21,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 1966 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока ТПОЛ-10УЗ был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве трансформатор тока на сторону 10 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Предварительно выбираем трансформатор напряжения марки НТМИ-10-66 УЗ . $S_{ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$ – класс точности равен 0,5.

Проверим выбранную марку трансформатора напряжения по следующим условиям (5.18)- (5.19) :

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}, (\text{кВ}) \quad (5.18)$$

$$S_{2\Sigma рас} \leq S_{ном}, (\text{В} \cdot \text{А}), \quad (5.19)$$

Трансформаторы напряжения подключаются к шинам РУ через плавкие предохранители типа ПКТ101-10-2-31.5УЗ.

Чтобы определить мощность которую потребляют электрические измерительные приборы, подключенные к трансформатору напряжения составим таблицу 5.7.

Таблица 5.7– Электрические нагрузки приборов подключенных к трансформатору напряжения НТМИ-10-66 УЗ

Наименование прибора	Тип	Мощность катушки, (Вт)	Число катушек (шт)	Число приборов,(шт)	Потребляемая мощность	
					P, (Вт)	Q, (вар)
Амперметр	Э-335	2	1	3	6	2.58
Ваттметр	И-335	1.5	2	1	3	0.43
Варметр	И-304	1.5	2	1	3	0.43
Счетчик АЭ	САЧУ-674	2	2	12	48	50
Счетчик РЭ	СРЧУ-674	2	2	12	48	50
Итого					109	103.4

Далее определяем суммарную расчетную мощность электрических нагрузок приборов подключенных к трансформатору напряжения НТМИ-10-66 УЗ по формуле (5.20):

$$S_{2\Sigma pac} = \sqrt{P_{yct}^2 + Q_{yct}^2}, (B \cdot A) \quad (5.20)$$

$$S_{2\Sigma pac} = \sqrt{109^2 + 103,4^2} = 118,5, B \cdot A$$

Следовательно $118,5 \leq 120 B \cdot A$.

5.5 Выбор шин и шинных конструкций

Сечение гибких шин (проводов) выбирается по следующим параметрам:

1) Выбирается по длительно допустимому току из условий нагрева (5.21):

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.дон}}, (A) \quad (5.21)$$

2) Проверяется на термическую стойкость КЗ по условию (5.22)

$$F_{\text{рси}} \geq F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C_m}, (мм^2) \quad (5.22)$$

где C_m – коэффициент, характеризующий допустимый нагрев материала, для алюминия берётся $C_m = 90 A / мм^2$

Ошиновка ОРУ-110 кВ выполняется сталеалюминевым проводом на подвесных изоляторах.

$$I_{\max} = 118 A$$

Выберем провод АС-70 с допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{дл.дон}} = 265 A$,
 $F_{\text{рси}} = 70 мм^2$.

Произведем проверку данного провода на термическую стойкость:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{20} \cdot 10^3}{90} = 49 мм^2, \text{ следовательно все условия выполняются.}$$

Выбираем шины на напряжение 10 кВ прямоугольного сечения ШМТ:

$$F_{\text{рси}} = 80 \cdot 6 мм, I_{\text{дл.дон}} = 1480 A, I_{\max} = 1293 A, B_k = 305,3 кА^2 \cdot с.$$

Определяем по термической стойкости (5.22):

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{305,3 \cdot 10^3}}{90} = 190 \text{ мм}^2$$

$80 \cdot 6 \geq 190 \text{ мм}^2$, условия выполняются.

Далее проверяем шины на динамическую стойкость.

Определим расстояние между изоляторами фазы по длине крепления шин по формуле (5.23):

$$I = \sqrt{48 \cdot 10^2 \cdot \frac{h}{200}}, (\text{м}) \quad (5.23)$$

где h – высота шины, м.

$$I = \sqrt{48 \cdot 10^2 \cdot \frac{0,1}{200}} = 1,55 \text{ м}$$

Рассчитаем наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ по формуле (5.24):

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot i_{y\phi}(3)^2 \cdot \sqrt{3} / a, (\text{Н} / \text{м}) \quad (5.24)$$

где a – расстояние между шинами фаз, м (0,6м);

k_{ϕ} – коэффициент формы шин, ($k_{\phi} = 1$).

$$f = 1 \cdot 10^{-7} \cdot 22,36^2 \cdot 10^6 \cdot \sqrt{3} / 0,6 = 337,7 \text{ Н/м}$$

Рассчитаем силу взаимодействия двух шин по формуле (5.25):

$$F = 1 \cdot 10^{-7} \cdot i_{y\phi}(3)^2 \cdot \sqrt{3} / 0,6, (\text{Н}) \quad (5.25)$$

$$F = 1,5 \cdot 10^{-7} \cdot i_{y\phi}(3)^2 \cdot \sqrt{3} / 0,6 = 500 \text{ Н}$$

Определим момент сопротивления шин по формуле (5.26):

$$W = b \cdot h^2 / 12, (\text{м}^3) \quad (5.26)$$

где b – ширина шины, м (0,09);

$$W = 0,09 \cdot 0,1^2 / 12 = 7,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Рассчитываем изгибающий момент по формуле (5.27):

$$M = f \cdot l^2 / 12, (\text{Н} \cdot \text{м}) \quad (5.27)$$

$$M = 337,7 \cdot 1,5^2 / 12 = 63,3, \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Определяем напряжение в шинах по формулам (5.28)-(5.29):

$$\delta_{\max} = \frac{M}{W}, (\text{Па}) \quad (5.28)$$

$$\delta_{\max} \leq \delta, (\text{Па}) \quad (5.29)$$

где δ – допустимое напряжение для сплава алюминия шин, Па. $\delta = 137 \cdot 10^7$ Па.

$$\delta_{\max} = \frac{63,3}{7,5 \cdot 10^{-5}} = 8,44 \cdot 10^5 (\text{Па})$$

$$8,44 \cdot 10^5 \leq 137 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

Все условия выполняются.

5.6 Выбор опорных изоляторов на напряжение 10кВ

Произведем выбор изолятора по условиям (5.30) - (5.31):

$$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}, (\text{кВ}) \quad (5.30)$$

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{рсч}}, (\text{Н}) \quad (5.31)$$

где $F_{\text{доп}}, F_{\text{рсч}}$ – допустимая и расчетная нагрузка на изолятор, кН.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot \tau_{\text{разр}}, (\text{кН}) \quad (5.32)$$

где $\tau_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, кН

Выбираем опорный изолятор серии ИО-10-3,75 УЗ, $\tau_{\text{разр}} = 3,75$ кН.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 (\text{кН})$$

$$F_{рсч} = 0,5кН , 0,5 < 2,25 кН$$

5.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители напряжения нужны для защиты электрооборудования подстанции от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Таблица 5.11 –Тип выбранного ограничителя перенапряжения РУ 110 кВ

Тип	ОПН-РК-110/56- 10-68 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Допустимое напряжение на ограничителе, кВ	56
Номинальный ток, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность(не менее), А	680

Таблица 5.12 –Тип выбранного ограничителя перенапряжения РУ 10 кВ

Тип	ОПН - КР/TEL 10/10,5 УХЛ2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс, кВ, не более, с амплитудой тока: 5000 А	30
10000 А	33
20000 А	36

6 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Электрооборудование, обеспечивающее нормальную работу подстанции, требуют установки ТСН. К такому оборудованию относятся:

- осветительное оборудование ПС;
- установки обогрева шкафов КРУ и вентиляции;
- ремонтная нагрузка;
- для ПС с постоянным дежурным персоналом - оборудование освещения, отопления и вентиляции ОПУ;
- обогрев приводов выключателей

На подстанции «Чердаклы» устанавливаем два ТСН, мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой. Состав потребителей собственных нужд представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Характеристика потребители собственных нужд

№ п/ п	Наименование потребителя	Кол-во/уст. Мощность (шт/кВт)	cos φ	Потребляемая мощность	
				Рном (кВт)	Qном (квар)
1	2	3	4	5	6
1.	Охлаждение трансформаторов	2/3	0.8	6	4.6
2.	Освещение ОРУ 110 кВ	10/0.5	1	5	-
3.	Освещение, вентиляция, отопление КРУ 10 кВ, ОПУ	1/40	1	40	-
4.	Ремонтная нагрузка				
5.	Подогрев выключателей 110 кВ	1/18 2/4.4	0.7 1	1.8 8.8	18.4 -
	Итого			61	23

Произведем расчет суммарной мощности потребителей трансформатора собственных нужд, кВ·А по следующей формуле (6.1):

$$S_{pч} = K_C \cdot \sqrt{P_{VCT}^2 + Q_{VCT}^2}, (кВ \cdot А) \quad (6.1)$$

где K_C – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты загрузки и одновременности. Принимаем, что $K_C = 0,8$.

$$S_{рч} = 0,8 \cdot \sqrt{61^2 + 23^2} = 52 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Мощность трансформатора собственных нужд рассчитываем по формуле (6.2):

$$S_{т.с.н.} \geq S_{рч} / n \cdot K_{П} \quad (6.2)$$

где $S_{рч}$ – суммарная расчетная мощность потребителей трансформатора собственных нужд, кВ·А;

n – количество выбранных трансформаторов.

$$S_{т.с.н.} \geq \frac{52}{2 \cdot 0,7} = 37,14 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далее осуществляем выбор по [3] трансформатор серии ТМ-40/10УЗ.

Чтобы защитить трансформатор собственных нужд используем предохранители. Производим выбор предохранителей по условиям (6.3) - (6.5):

$$U_{ном.пред.} \geq U_{ном.сет.}, (\text{кВ}) \quad (6.3)$$

$$I_{ном} \geq I_{Hmax} \cdot 1,4, (\text{А}) \quad (6.4)$$

Теперь производим расчет номинального тока на стороне 10 кВ по формуле (6.5):

$$I_{Hmax} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 20} = 3,2 \text{ А}$$

$$I_{ном} \geq 3,2 \cdot 1,4 = 4,5 \text{ А}$$

Для защиты трансформатора собственных нужд выбираем предохранитель серии ПКТ -101-10-5-31.5 УЗ.

Его параметры: $I_{ном} = 5 \text{ A}$, $I_{откл.} = 31,5 \text{ кА}$, $U_{ном.пред.} = 10 \text{ кВ}$.

Все условия выбора предохранителя были осуществлены.

7 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Расчет заземляющего устройства

Металлические части электроустановок, которые не находятся под напряжением, должны обязательно заземляться. Для этого применяются естественные и искусственные заземлители [14].

К искусственным относятся любые металлические конструкции сооружений и металлическая арматура.

Естественными могут быть заземлители опор воздушных линий электропередачи, которые присоединены с заземляющим устройством с помощью грозозащитного троса. Искусственные заземлители чаще всего используют ортогональные или горизонтальные металлические стержни или полосы.

На подстанции «Чердалкы» заземляющее устройство выполним с помощью контура из полосы 40·4 мм, проложенной на стандартной глубине 0,7 м. Общая длина полосы 150 м. Удельное сопротивление земли при нормальной влажности составляет $\rho=130 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Для данной подстанции используем тип заземления контурный. Принимаем, что в контуре 20 вертикальных заземлителей, по таблице [5] для $a/l=2$, определяем коэффициент использования полосы $\eta_r=0,32$.

Произведем расчет сопротивления растекания электродов вертикального и горизонтального по формулам (7.1) – (7.2):

$$R_{\epsilon} = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l_{\epsilon}} \cdot \left[\ln\left(\frac{2 \cdot l_{\epsilon}}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot t^2 + l_{\epsilon}}{4 \cdot t^2 - l_{\epsilon}}\right) \right], \text{ (Ом)} \quad (7.1)$$

где $\rho_{расч} = K_c \cdot \rho$ – расчетное удельное сопротивление грунта;

$$t^{\square} = t_0 + \frac{1}{2} \cdot l = 0.7 + 2.5 = 3.2.$$

$$R_{\epsilon} = \frac{1,25 \cdot 130}{10\pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{10}{0,012} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{17,8}{8,2} \right) \right] = 36,9 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_z}{2\pi L} \cdot \ln \left(\frac{L^2}{0,5t \cdot b} \right), \text{ (Ом) (7.2)}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{130 \cdot 3}{2\pi L} \cdot \ln \left(\frac{148^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,9 \text{ Ом,}$$

Далее по таблице определяем: $\eta_{\Gamma} = 0,32$, $\eta_B = 0,6$.

Рассчитаем общее сопротивление контура защитного заземления по формуле (7.3):

$$R_z = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B \cdot \eta_n + R_{\Gamma} \cdot \eta_B \cdot n} \quad (7.3)$$

$$R_z = \frac{36,9 \cdot 4,9}{36,9 \cdot 0,32 + 4,9 \cdot 0,63 \cdot 20} = 2,46 \text{ Ом}$$

Все условия соблюдаются. Значит количество заземлителей на подстанции будет равным 20 шт.

7.2 Расчет молниезащиты подстанции «Чердаклы»

Установим 4 стржевых молниеотвода. Молниеотводы устанавливаются по углам подстанции на расстояние 3 м от ограды.

Произведем расчет расстояния между молниеотводами:

$$M_1 = 48 - 2 \cdot 3 = 42 \text{ м;}$$

$$M_2 = 34 - 2 \cdot 3 = 28 \text{ м;}$$

$$M_3 = \sqrt{42^2 + 28^2} = 50,5 \text{ м.}$$

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot h \quad h = (1,1 - 0,002 \cdot 22) \cdot 22 = 23,23 \text{ м;} \quad (7.4)$$

$$r_x = 1,1 - 0,002 \cdot h - (h - \frac{h_x}{0,85}) = 1,1 - 0,002 \cdot 22 - (22 - \frac{6,3}{0,85}) = 15,4 \text{ м;} \quad (7.5)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 22 = 18,7 \text{ м.}$$

где $h_x = 6,3 \text{ м}$ – является высотой защищаемого объекта;

$h = 22 \text{ м}$ – высота молниеотвода;

r_0, r_x – зона защиты объекта h_x , м.

Чтобы все объекты были защищены необходимо выполнение следующего неравенства $r_{cx} > 0$ для взятых попарно молниеотводов.

$$h_{cx} = h_0 \cdot 0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h \cdot M_1 - h \quad (7.6)$$

$$h_{cx1} = 18,7 \cdot 0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22 \cdot 42 - 22 = 15,2 \text{ м;}$$

$$h_{cx2} = 18,7 \cdot 0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22 \cdot 28 - 22 = 17,6 \text{ м;}$$

$$h_{cx3} = 18,7 \cdot 0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22 \cdot 50,5 - 22 = 13,6 \text{ м;}$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot h_{cx1} - h_x}{h_{cx1}}; \quad (7.7)$$

$$r_{cx1} = \frac{23,23 \cdot 15,2 - 6,3}{15,2} = 13,6 \text{ м;}$$

$$r_{cx2} = \frac{23,23 \cdot 17,64 - 6,3}{17,64} = 14,9 \text{ м;}$$

$$r_{cx3} = \frac{23,23 \cdot 13,7 - 6,3}{13,7} = 13 \text{ м.}$$

Условия выполнены, радиус действия позволяет защитить подстанцию.

8 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

8.1 Защита трансформатора

Согласно третьей главе Правил устройств электроустановок (ПУЭ) для защиты силовых трансформаторов к установке должны быть приняты следующие защиты [8]:

- токовая отсечка (ТО);
- дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- газовая защита (ГЗ);
- защита от перегрузки с действием на сигнал

В нынешнее время электротехническая промышленность представляет большой выбор различных микропроцессорных устройств релейной защиты. По проведенному сравнительному анализу современных микропроцессорных средств релейной защиты, были приняты к установке на подстанции «Чердаклы» микропроцессорные блоки Сириус.

Для защиты выбранных нами силовых трансформаторов, были определены к установке на данной подстанции микропроцессорные терминалы серии «Сириус-Т». Отметим, что дифференциальная защита трансформатора, является главной защитой силового трансформатора.

Подключение ДЗТ производится через два трансформатора тока, расположенных с обеих сторон трансформатора. При наличии микропроцессорных устройств достигается возможность осуществления подключения трансформаторов тока со всех сторон в «звезду». Следовательно, этот факт позволяет уменьшить нагрузку на вторичные цепи, так как допускается снижение коэффициента схемы. Следует отметить, что ток нулевой последовательности, устраняемый автоматически, ни как не влияет на рабочую характеристику терминала.

Характеристика терминала «Сириус-Т» представлена на рисунке 8.

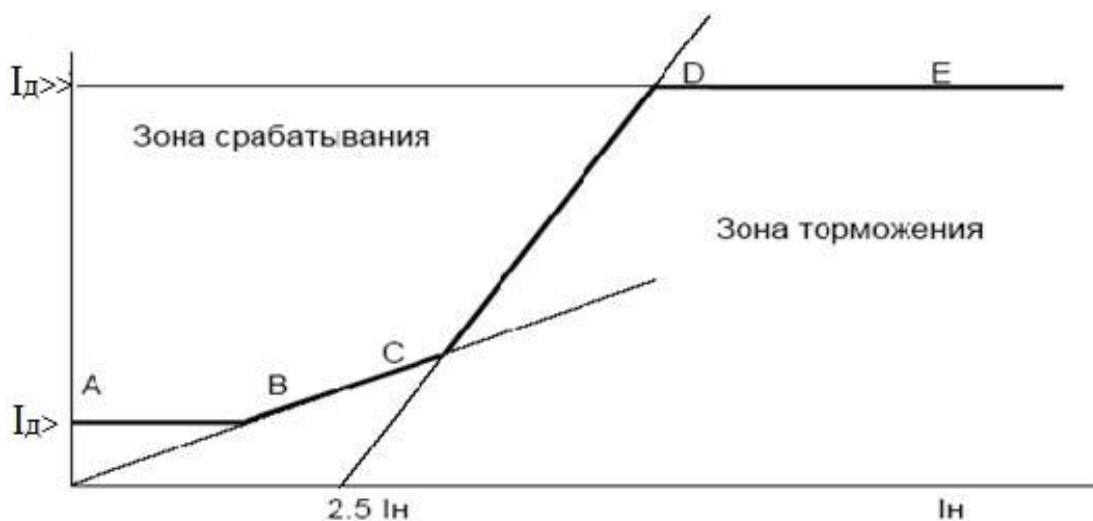


Рисунок 8 – Характеристика терминала «Сириус-Т»

Общая характеристика терминала описывается двумя следующим показателями: I_d – дифференциальный ток, I_n – тормозной ток.

На рисунке 8 отрезок АВ является начальным рабочим участком. На данном участке ток срабатывания защиты ни как не зависит от торможения. В конце отрезка АВ, а именно в точке В начальный участок пересекается с первой тормозной характеристикой. Этот отрезок имеет определенный наклон P_1 и берет свое начало с начала координат. Данная характеристика работает при малых токах КЗ, то есть в случаях, когда погрешность ТТ мала.

Вторая тормозная характеристика обладает более крутым наклоном (M_2), чем первая. Этот отрезок используется для большего значения тока КЗ.

Последним участком является отрезок DE, где тормозного ток не влияет на ток срабатывания.

Ломаная линия ABCDE (рисунок 8) представляет характеристику ДЗТ.

В рассматриваемом терминале предусмотрена блокировка, которая позволяет осуществить отстройку ДЗТ от броска тока намагничивания при появлении напряжения (блокировка по второй гармонике).

Выбор уставок ДЗТ определяется по следующим условиям:

- Коэффициент торможения M_1 на начальном участке АВ рассчитывается с учетом погрешности ТТ при коротком замыкании. Погрешность не должна быть больше 5%;

- Коэффициент торможения M_2 определяется, учитывая погрешность ТТ при КЗ. Погрешность не должна быть больше 10%;

- Ток блокировки по второй гармонике принимаем равным 12%, по рекомендации завода изготовителя.

8.2 Выбор уставок ДЗТ

Расчет уставок микропроцессорной ДЗТ характеризуется определением параметров тормозной характеристики и проверкой чувствительности. Расчет данных приведен в таблице 8.1.

Таблица 8.1– Расчет уставок ДЗТ

Наименование	Расчетная формула	10кВ	110 кВ
Напряжение обмоток, кВ	$U_{ном}$	10,5	115
Первичные номинальные токи, А	$I_{ном} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	880	80,33
Соединение обмоток ТТ		Y	Y
Принятый коэффициент трансформации ТТ	k_{mp}	1000/5	100/5
Номинальный первичный ток ТТ, А	I_{HTA}	1000	100
Базисный ток, А	$I_B = \frac{I_H}{I_{HTA}}$	0,9	0,80
Максимальные первичные токи КЗ, А		8,41	15,42
Коэффициент трансформации ТТ	$k_{mp} = \frac{I_H \cdot k_{cx}}{5}$	176	16,07
Размах РПН, %		16%	

1. Произведем расчет уставки первой ступени ДЗТ на отрезке АВ. Согласно инструкции завода, принимаем ток срабатывания первой ступени равным:

$$I_{Д} \geq 0.2,$$

где $I_{Д} \geq$ – ток срабатывания первой ступени, приведенный к номинальному току трансформатора.

Уставка реле:

$$I_{\text{рел.}} = I_{Д} \cdot I_{Б.ВН} = 0,2 \cdot 0,80 = 0,16 ,$$

где $I_{\text{рел.}}$ – уставка, которая устанавливаемая на реле;

$I_{Б.ВН}$ – базисный ток на стороне высокого напряжения.

Уставка может задаваться в диапазоне от 0,15 до 1,5, что уставка равна 0,16:

$$I_{Д} \geq 0,16/0,8 = 0,2.$$

Из выше приведенного видно, что применив уставку 0,16 мы получили $I_{Д} \geq 0,2$ номинального тока трансформации.

2. Рассчитаем коэффициент торможения на первом участке который лежит в зоне малых токов $0 - 2,5I_n$:

$$M_1 = k_3 \cdot k^{\square} + k^{\square\square} = 1.2(5 + 16) = 25\%$$

где k_3 – коэффициент запаса, равный 1.2;

k^{\square} – погрешность ТТ, принимаем равным 5%;

$k^{\square\square}$ – диапазон регулирования коэффициента трансформации (РПН);

Коэффициент торможения принимаем равным 25%

3. Расчет коэффициента торможения на втором участке в зоне больших токов:

$$M_2 = k_3 \cdot k_{an} \cdot k^{\square} + k^{\square} = 1,2 (1,5 \cdot 10 + 16) = 37 \approx 40\%$$

где k_{an} – коэффициент, который характеризует рост погрешности, значение которого равно 1,5;

k^{\square} – погрешность трансформаторов тока, принимаем равным 10% т.к в зоне больших токов производим расчет.

4. Производим расчет уставки второй ступени ДТ.

Произведем расчет отстройки небаланса при внешних КЗ

$$I_D > I_{КЗ.мах} \cdot k_3 \cdot k_{an} \cdot k^{\square} + k^{\square} = 15,42 \cdot 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,16) \text{ А};$$

где – $I_{КЗ.мах}$ ток КЗ в максимальном режиме;

k_{an} – коэффициент учитывающий рост погрешности. $k_{an} = 3$.

Расчет отстройки от броска тока намагничивания:

Рассчитанный ток сравниваем с номинальным током силового трансформатора при условии, что это отношение будет меньше шести, то значит, что ток берется равным шестикратному номинальному размеру тока трансформатора.

$$I_D \geq 6 \cdot I_n = (6 \cdot 80,33) \text{ А};$$

Значит уставка на реле будет :

$$I_D \geq 481/100 = 4,8$$

Ток который получили округляем до ближайшего большего целого числа, которое вследствие и будет в качестве уставки. Данная уставка регулируется в пределах от 1 до $30I_n$.

Выполним проверку чувствительности защиты.

В нашем случае уставка первой ступени защиты при малых токах мала (уставка $I_{д} >$ равняется 0,2 номинального тока трансформатора), поэтому нет необходимости осуществлять проверку чувствительности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция понижающей подстанции «Чердаклы» 110/10 кВ.

В процессе квалификационной работы произвели расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания, что дало нам возможность, осуществить замену старого оборудования на более современное оборудование, что в дальнейшем позволит повысить надёжность и актуальность объекта.

В процессе работы было использовано множество источников научно-технической литературы, а также применены программы ЭВМ, которые помогли решить некоторые пункты расчёта более быстро и точно.

Также осуществили замену морально устаревших устройств электромеханической релейной защиты на более современные микропроцессорные терминалы защит серии «Сириус-Т» для защиты трансформаторов ТРДН-16000/110.

В результате выполненной реконструкции, подстанция «Чердаклы» 110/10 кВ начала соответствовать всем современным нормам и требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7.-Новосибирск.: Сиб. унив. изд-во, 2008.- 853 с.
2. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6 / под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
3. Неклепаева Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
4. Гончар С.Т. Экологичность и безопасность объекта дипломного проектирования: Учебное пособие. - Ульяновск, 2009.- 128с
5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: СО 153-34.21.122-2003 - 2003.
6. Янукович Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства / Г.И. Янукович. Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ.— Минск: ИВЦ Минфина, 2016
7. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). С.Пб.: Энергоатомиздат,2002.
8. Самолина О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие / О.В. Самолина. - Тольятти: ТГУ, 2007.
9. Шевченка Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие / Н.Ю.Шевченка – Волгоград: ВГТУ, 2006.
10. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-3Т».- М., 2009.
11. Фёдоров А.А., Старкова В.Е. Учебное пособие для КУРСОВОГО и дипломного проектирования по электроснабжению ПРОМЫШЛЕННЫХ предприятий / А.А. Фёдоров. - М.: Энергоатомиздат, 1987.-370 с.

12. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев. - М.: Справочник. ИП РадиоСОФТ, 2001.
13. Хорольской В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — Санкт-Петербург.: Форум, Инфра-М, 2013.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей от 19 июля 2003г. - №229, Минэнерго России, 2003. - 147стр
15. Радкевич В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н.Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2015.
16. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. - М.: Инфра-М, 2014. - 136 с.
17. Степкина, Ю. В., Вахнина, В. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: учеб. пособие. - Тольятти: ТГУ, 2009. - 67 с.
18. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов.
19. Описание элегазовых выключателей серии LF [Текст] : каталог : разработчик и изготовитель «Schneider Electric» машиностроительная компания. – М.
20. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст] : СТО 56947007-29.130.15.114-2012: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012 : ввод в действие 03.02.2012. – М. : ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с
21. Гук, Ю.Б., Кантан, В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. - М.: ЕЭ-Медиа, 2012. - 310 с Учебное пособие. - М.: Форум, 2015. - 384 с
22. Energy, Sustainability and Society Springer Open [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/2192-0567-2-22>. - (Дата обращения: 05.05.2017).

23. Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation by Edvard Csanyi, 2016 [Электронный ресурс].<http://electrical-engineering-portal.com/distribution-substation>
24. Csanyi, E. Location of Current Transformers in HV Substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineeringportal.com/location-of-current-transformers-in-hv-substatio>(дата обращения 15.02.16)
25. Voltage regulation for distributed generation.2015 [Text] : – URL: <https://www.engerati.com/article/voltage-regulation-distributed-generation>.
26. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
27. Serbian journal of electrical engineering, The Losses at Power Grid Caused by Small Nonlinear Load,[Text]: - URL: <http://dx.doi.org>